

Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgang påvirke forbruket? *

Tor Arnt Johnsen og Cecilie Lindh

Svingningene i kraftprisene her i landet har vært store de senere årene. Det skyldes betydelige variasjoner i tilgangen på vannkraft, varierende temperaturer og tidvise skranker i overføringsnettene. I Norge og Sverige ser etterspørselen ut til å fortsette og vokse, mens tilgangen ikke vokser i samme takt. Det kan medføre knapphet, høyere priser og økt import. Hvor store endringene blir, avhenger blant annet av hvordan kraftetterspørselen reagerer på økte priser. Dersom forbruket er fleksibelt, vil prisene sørge for å justere forbruket. Vi finner at både norsk og svensk kraftetterspørsel reduseres når prisen øker, selv om forbruksreaksjonene er små. Det vil si at prisene må øke mye for å kompensere for svikt i tilgangen. Krafthandelen mot andre land reagerer imidlertid i større grad på prisendringer. I perioder med høye priser øker importen. Det bidrar til å dempe prisøkningene som må til for å klarere markedet i en knapphetssituasjon.

1. Innledning

I et velfungerende kraftmarked gir prisene informasjon om knappheten på elektrisitet. Høye priser signaliserer stor knapphet, og produsentene får beskjed om at mer produksjon verdsettes høyt, mens forbrukerne bare kan redusere utgiftene ved å minske kraftforbruket.

Innenlandsk produksjon pluss mulig import tilsvarer en øvre grense for hvor stort det norske kraftforbruket kan være. I svært kalde perioder har det vist seg at forbruket i enkelte timer kommer opp i mot den maksimale kapasiteten med høye priser som resultat. Likeledes har det vært stor knapphet og høye priser i år med lav vannkraftproduksjon som følge av lite snøsmelting og tørre værforhold. Likevel har de seneste årenes kuldeperioder og tørrår ikke vært av de mest ekstreme, og det knytter seg stor interesse til om markedet er i stand til å takle enda kaldere og tørrere år. Vil forbrukerne reagere med redusert forbruk, eller kan det bli aktuelt med tvangsmessig utkobling av forbruk i Norge, slik tilfellet har vært i det nylig liberaliserte kraftmarkedet i California?

I California har myndighetsregulerte sluttbrukerpriser ført til at forbrukerne ikke får signaler om knappheten i markedet. Dermed har det i perioder ikke vært nok tilgang til å dekke etterspørselen og tvangsmessige utkoblinger har blitt resultatet.

I denne artikkelen ser vi nærmere på priselastisiteten i kraftetterspørselen, dvs. i hvilken grad kraftforbruket faller når prisene øker. Det er en sterk positiv sammenheng mellom samlet kraftetterspørsel og prisen på elektrisitet - høy etterspørsel gir ofte høy pris. Denne samtidigheten (simultaniteten) krever at vi tallfester etterspørselens priselastisitet ved å modellere en markedslikevekt med både tilbuds- og etterspørselsrelasjoner. Dermed blir vi i stand til å skille virkningene av prisendring på etterspørselen fra virkningene på prisen av etterspørselsendring.

I neste avsnitt beskriver vi kraftmarkedet og vi gjør greie for den modellen vi har konstruert for markedslikevekten i kraftmarkedet. Deretter redegjør vi for de dataseriene vi har benyttet ved tallfestingen av modellen. I resultatavsnittet beskriver vi hvordan vi har tallfestet ligningene i modellen og hvilke priselastisiteter vi har funnet. Vi viser også modellens evne til å forklare faktiske observasjoner utenfor estimeringsperioden. Tilslutt gir vi en kort oppsummering av de viktigste funn og konklusjoner i vår studie.

2. Markedsbeskrivelse og modell

Det norske kraftmarkedet ble deregulert i 1991, mens svenskene fulgte etter i 1996. Det norske og svenske kraftmarkedet er liberalisert og designet etter samme lest. Det er innført konkurranse i produksjon og omsetning, mens nett- og systemdrift er regulerte monopoler. Kraftmarkedet er beskrevet i boks 1.

Tor Arnt Johnsen er forsker ved Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi. (tor.arnt.johnsen@ssb.no)

Cecilie Lindh er førstekonsulent ved Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi. (cecilie.lindh@ssb.no)

* Lyse Energi, EuroKraft Norge og Statnett SF har bidratt med idé og finansiering til dette prosjektet.

Boks 1

Den kortsiktige kraftomsetningen skjer på Nord Pools døgemarked. Døgemarkedet er som navnet antyder, et marked med omsetning av kraft for levering det kommende døgn. Produsenter, forbrukere og andre som representerer produksjon eller forbruk gir innen kl. 12.00 hver dag kjøps- og/eller salgsbud for hver time i det kommende døgnet. Nord Pool klarer markedet og det dannes en hypotetisk likevektspris (systemprisen) for hver av det kommende døgns timer. Hvis det til den fastsatte systempris viser seg å være flaskehals i overføringsnettet som medfører at den geografiske fordelingen av produksjon og forbruk ikke lar seg gjennomføre, dannes det mindre, regionale markeder med ulike priser. Prisforskjellene økes inntil det oppnås et produksjons- og forbruksmønster som er forenlig med kapasiteten i overføringsnettet. For eksempel kan det oppstå en importflaskehals til Sør-Norge om natten når det er kraftoverskudd og lave priser i våre varmekraftdominerte naboland. For å unngå kostbare start- og stopprosedyrer i sine varmekraftverk vil dansker og finner være fornøyd med en lav pris for å produsere om natten. Motsatt kan det om dagen bli snakk om eksportflaskehals når prisene i utlandet presses høyt opp som følge av at varmekraften er lite regulerbar. I Norge derimot er det relativt billig å øke og redusere vannkraftproduksjonen, og norske vannkraftprodusenter ønsker å eksportere for fullt om dagen når prisene i utlandet er på det høyeste. Ofte fører dette til at nettet går fullt, og eksportområdet får en lavere pris en utlandet.

Kortsiktige ubalanser som inntreffer etter at markedsklaringen til Nord Pool er foretatt, håndteres i de såkalte balansemarkedene. Balansemarkedene drives av systemoperatørene Statnett (Norge) og Svenska Kraftnät (Sverige). I balansemarkedet kommer produsenter og større forbrukere med pristilbud på tilpasningsendringer på kort varsel. Dersom det ikke inntreffer uventede hendelser, vil det ikke være behov for balansekraft, og døgmarkedslikevektens produksjons- og forbruksvolumer realiseres.

I tillegg er det et stort innslag av bilaterale kontrakter om kraftsalg og -kjøp mellom ulike aktører i markedet. Nord Pool har også finansielle markeder med omsetning av futures, forwards og opsjoner. For disse markedene er systemprisen i døgemarkedet referansepris.

En del store forbrukere deltar direkte i døgemarkedet, men de fleste forbrukere kjøper elektrisitet fra en leverandør som enten produserer selv eller kjøper kraft i markedet. Leverandørene tilbyr ulike typer kontrakter:

- Flytende/variabel pris kontrakt. Kraftprisen kan justeres av leverandør – etter tre ukers forutgående varsel
- Fastpriskontrakt. Det avtales en fast pris for et kvartal, halvår, ett, to eller flere år.
- Kontrakt med pris knyttet direkte til døgmarkedsprisen. Prisen følger utviklingen i døgemarkedet, men det gjøres et påslag, vanligvis 1-2 øre/kWh. For enkelte slike kontrakter kan det også avtales bestemte pristak eller -gulv.

Majoriteten av mindre og mellomstore kunder har kontrakt med flytende/variabel pris, mens større kunder har fastpris eller markedspris eller en blanding.

Det norske og svenske kraftmarkedet synes å ha vært godt integrerte markeder. Børsprisene målt som ukegjennomsnitt har beveget seg i takt, og hendelser i det ene landet får virkninger i nabolandets kraftmarked. Vi har derfor valgt å studere prisfølsomheten i både det norske og svenske kraftmarkedet i denne studien. Finland og Danmark er også med i det nordiske kraftmarkedet, men disse markedene er noe mer perifere i forhold til det norske markedet. Overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige er 2,5 ganger så stor som kapasiteten mellom Norge og Danmark. En annen grunn til at vi ikke inkluderer Danmark direkte i vår studie, er at det danske markedet ikke ble liberalisert før i 1999 (Jylland og Fyn) og 2000 (Sjælland). Vi modellerer imidlertid krafthandelen mellom det norsk-svenske området og andre land.

Kraftetterspørsel

Vi modellerer den norske kraftetterspørselen (bruttoforbruk, dvs. inklusive nett-tap) for tre forbrukergrupper:

- Vanlige forbrukere (husholdninger, tjenesteyting og mindre industri)
- Elektrokjeler (hovedsaklig treforedling)
- Restforbruk, dvs. kraftintensiv industri (produksjon av metaller og kjemiske produkter), forbruk i kraftstasjonene og forbruk til pumpekraft¹

For Sverige finnes bare ukedata for totalforbruk inklusive nett-tap. Det vil si at vi modellerer fire etterspørselsgrupper i det norsk-svenske området. I tillegg til kraftpriser antar vi at pris på fyringsolje, temperatur (graddager), daglengde og økonomisk aktivitetsnivå er av betydning for kraftetterspørselen.

Tilbud av kraft

I tillegg til de fire etterspørselsfunksjonene modellerer vi en felles tilbudsfunksjon for elektrisitet for det norsk/svenske markedet. Tilbudet av elektrisitet antas å avhenge av døgmarkedsprisen, tilsig av vann og hydrologisk balanse samt prisen på kull til kraftproduksjon. Den hydrologiske balansen er summen av snø, markvann og vann i kraftmagasinene målt som avvik fra normalsituasjonen for den aktuelle uke. Virkningen av den hydrologiske variabelen på tilbudet kan være forskjellig mellom sommer og vinter, og vi tillater at økte vann- og eller snømengder virker ulikt på tilbudet avhengig av om en i utgangspunktet er i en overskudds- eller underskuddssituasjon.

Nettoimport av elektrisitet

Vi innfører en nettoimportfunksjon for elektrisitet der nettoimporten avhenger av døgmarkedspris, kullpris og overføringskapasiteten ut av Norge og Sverige.

¹ Pumpekraft er forbruk til drift av pumper som frakter vann fra lavereliggende til høyereliggende vannkraftmagasiner.

Kraftpriser

Flytende pris til husholdninger i Norge bestemmes i modellen av tidligere døgnmærkedspriser. Den svenske døgnmærkedsprisen er i store trekk sammenfallende med den norske, men avviker enkelte uker. Den svenske prisen er avhengig av den norske prisen samt av svensk forbruk. Med andre ord har vi en hypotese om at høyt eller lavt svensk forbruk kan føre til avvik mellom norsk og svensk pris.

Markedsliekevekt

Til slutt har vi med en likevektsbetingelse som sier at samlet etterspørsel i Norge og Sverige skal være lik tilbudet pluss nettoimporten. For en samlet oppstilling av ligningene i den simultane modellen viser vi til tabell V.1 i vedlegget.

3. Data

Vårt datamateriale strekker seg fra uke 1 i 1996 (1996:1) frem til uke 26 i 2001 (2001:26). Data for forbruk, priser og temperaturer i Norge samt krafthandel mellom Norge/Sverige og andre land er hentet fra Nord Pools ukentlige Landsrapporter eller fra Nord Pools hjemmeside. Svensk kraftforbruk er hentet fra Svensk Energi, tidligere Svenska Kraftverksforeningen. Svenske temperaturer er hentet fra Nord Pools publikasjon Nordisk Elmarkedsinformasjon. Den eneste sluttbrukerprisen vi har ukedata for er husholdningenes flytende/variabelpris som offentliggjøres av Konkurransetilsynet hver uke. Når vi ser på ukedata, er det en nær sammenheng mellom utviklingen i døgnmærkedsprisen og flytende/variabel kraftpris til husholdninger. For Sverige er indeksen for sluttbrukerprisen til husholdninger hentet fra Statistiska centralbyråen i Sverige. Produksjonsindekser som er benyttet som indikatorer for økonomisk aktivitetsnivå er konstruert fra SSB og SCBs månedlige produksjonsindekser for industrien. Tall for den hydrologiske balansen i Norge og Sverige har vi fått fra Markedskraft AS. Utviklingen i forklaringsvariablene temperaturer, tilsig, hydrologisk balanse og produksjonsindekser er vist i figur V.1 i vedlegget.

4. Resultater

Tabell V.1 i vedlegget viser modellens ligninger med estimerte parameterverdier. Ligningene er estimert simultant. De aller fleste parametrene er signifikant forskjellige fra 0.

Det er stor forskjell på hvor godt de enkelte ligningene forklarer variasjonen i de endogene variablene. Den multiple korrelasjonskoeffisienten (R^2) er et vanlig mål på en lignings forklaringskraft. Hver enkelt lignings R^2 fremgår fra tabell V.1. Alminnelig forbruk i Norge og det svenske totalforbruket forklares godt, nær 90 prosent av variasjonen er forklart. Forklaringskraften for forbruket i elektrokjeler er 45 prosent, mens restkraftetterspørselen (kraftintensiv industri, forbruk i kraftstasjonene og pumpekraft) er relativt dårlig forklart. Dette kan tyde på at det finnes forkla-

ringsvariable for denne etterspørselen som vi ikke har klart å fange opp med vår modell.

For tilbudsfunksjonen på prisform (ligning V) er 41 prosent av variasjonen i den ukentlige endringen i døgnmærkedsprisen forklart. Tatt i betraktning at vi her modellerer tilbudet i et komplisert marked med et fåtall forklaringsvariable er dette en brukbar forklaringskraft. Elektrisitetsimportligningen har dårlig forklaringskraft, hvilket igjen kan tyde på at viktige forklaringsvariable mangler. De to siste ligningene som beskriver svensk pris og prisen til norske husholdninger har god forklaringskraft.

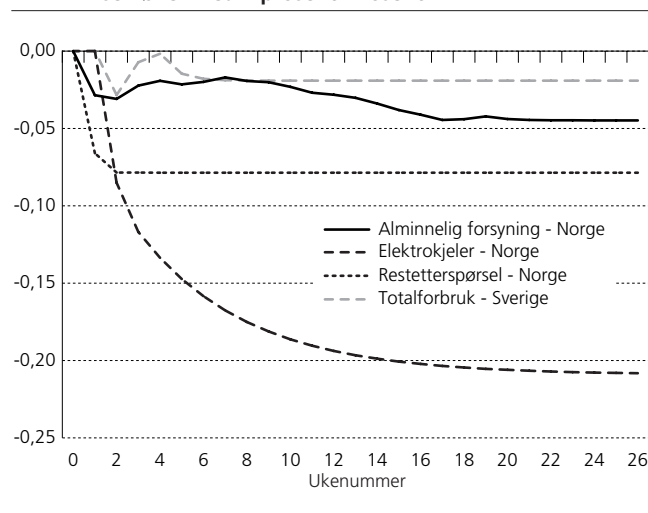
Selv om enkelte ligninger har lav forklaringskraft, bidrar de samlet til en bedre modell enn om de var utelatt.

Hovedresultat - kraftetterspørselens priselastisitet

Fra de estimerte parametrene i etterspørselsfunksjonene kan vi beregne virkningene av endringer i døgnmærkedsprisene. I figur 1 viser vi virkningen av at døgnmærkedsprisen øker med 1 prosent fra uke 0 til 1 og deretter holder seg på det nye, høyere nivået. For flere av sektorene tar det lang tid før forbruket helt har tilpasset seg det nye prisnivået. Figur 1 illustrerer virkningene over en periode på 26 uker.

For alminnelig forsyning i Norge er elastisiteten -0.02 til -0.03 på kort sikt. Etter hvert slår økningen i døgnmærkedsprisen igjennom i økt sluttbrukerpris til husholdningene og på lang sikt (etter 16 uker) er elastisiteten nær -0.05. For svensk totalforbruks vedkommende er elastisiteten -0.02 på lang sikt og denne virkningen nås etter 4-5 uker. For Sveriges del blir ikke sluttbrukerprisen til husholdningene signifikant. Det forklarer den raskere tilpasningen i Sverige. Ikke uventet er det forbrukskategorien elektrokjeler som oppviser den største priselastisiteten. I denne forbrukergruppen

Figur 1. Virkning på kraftetterspørselen av at døgnmærkedsprisen øker med 1 prosent. Prosent



er substitusjonsmulighetene mot olje gode og priselastisiteten anslås til -0.22. For norsk restetterspørsel finner vi en priselastisitet på -0.08. I denne sektoren ser tilpasningen til endret pris ut til å skje raskt. Dette har trolig sammenheng med at pumpekraftforbruket som inngår i restetterspørselen, innstiller seg raskt til prisendringer.

Tilbudsfunksjonen

Den estimerte tilbudsfunksjonen for Norge og Sverige viser at tilbudet i sterk grad avhenger av den hydrologiske balansen i Norge og Sverige og kullprisen. Økt kullpris medfører et positivt skift i forventet fremtidig kraftpris og norske og svenske produsenter reduserer sitt tilbud. Vi finner at tilbudskurven er relativt flat; en liten prisøkning gir en kraftig økning i tilbudet. Dette samsvarer godt med den viktige rollen som vannkraft spiller i Norge og Sverige. Vannkraften er fleksibel og billig å regulere, og det koster lite å øke produksjonen. Det må her understrekes at vi ser på ukedata og at våre observasjoner derfor i liten grad fanger opp virkningene av begrensninger i den maksimale, kortsiktige produksjonskapasiteten i vannkraftsystemet.

Kraftimporten

Krafthandelen mellom Norge og Sverige og andre land avhenger også av døgnmærkedsprisen, og vi finner at endret døgnmærkedspris har en sterk virkning på nettoimporten, jf. figur 2.

En prisøkning på 2 øre fra 20 til 22 øre/kWh fører til at nettoimporten den første uken øker med 20 GWh. Virkningen dobles neste uke, og etter hvert øker den ukentlige nettoimporten til et nivå som ligger 90 GWh/uke over utgangsnivået. Siden importen tar både positive og negative verdier, er det endring i importen på nivåform (og ikke logaritmer) som inngår i modellen. Importens priselastisitet varierer der-

for med pris og importvolum. Faktisk nettoimport har i estimeringsperioden variert mellom -400 og 400 GWh pr. uke, jf. figur 3 nedenfor. Nettoimportens priselastisitet er således meget høy. Denne sterke fleksibiliteten i utenlandshandelen virker dempende på prisvirkningene i modellen.

5. Modellens stabilitet

I estimeringen som ble omtalt i forrige avsnitt, benyttet vi datamaterialet for hele perioden. For å se om modellen er i stand til å forklare utviklingen i de endogene variablene utenfor datamaterialet foretar vi nå en ny estimering der vi utelater de siste 52 ukene av datamaterialet (fra uke 27 i 2000 til uke 26 i 2001). Basert på parameterverdiene og utviklingen i forklaringsvariablene, simulerer vi så modellen fra 1996 og helt frem til uke 2001:26.

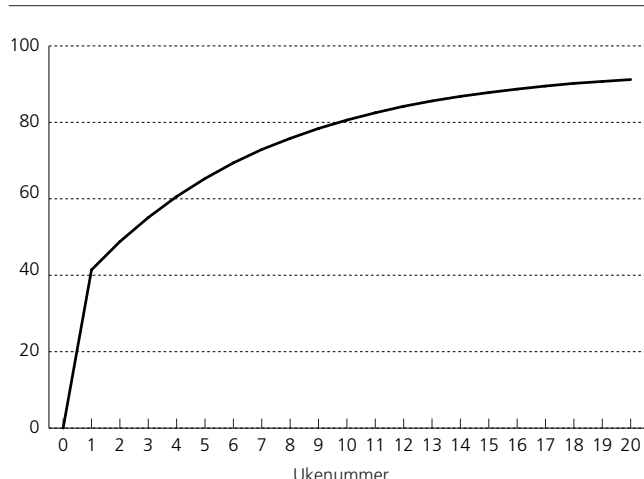
I enkelte av ligningene inngår tilbakedaterte verdier av den endogene variabelen som forklaringsvariabel. Simuleringen gjøres dynamisk, dvs. at vi kun utnytter faktiske observasjoner for de tilbakedaterte endogene variablene for de første ukene av 1996. Deretter benyttes modellens egne fremskrevninger for de tilbakedaterte endogene variablene. Det vil si at vi kan avdekke om modellen etter hvert "sporer av" ved å sammenligne med faktiske verdier. Spesielt interessant er det å se på simuleringsegenskapene etter 2000:26 når faktiske observasjoner heller ikke er benyttet til å tallfeste modellens parametre. Figur 3 viser faktiske og simulerte verdier for modellens endogene variable.

Ingen av variablene ser ut til å "spore av", men for enkelte variable har modellen visse problemer. Det mest iøynefallende er kanskje noe manglende sesongutslag for kraftforbruket i elektrokjeler i Norge. Tatt i betraktning denne forbrukerkategoriens størrelse (2 prosent av totalforbruket i Norge og Sverige), er disse avvikene ikke av så stor betydning. Hovedinntrykket av simuleringene etter estimeringsperiodens utløp (etter uke 26 i 2000) er at avvikene ikke øker i særlig grad. Det kan imidlertid se ut som om det svenske totalforbruket underestimeres gjennom de siste 52 ukene av perioden. Dette kan skyldes at veksten i den svenske økonomien har vært sterkere enn produksjonsindeksen antyder. Det kan her være et forbedringspotensial med hensyn til å finne andre variable som beskriver den økonomiske veksten i svensk økonomi fra uke til uke.

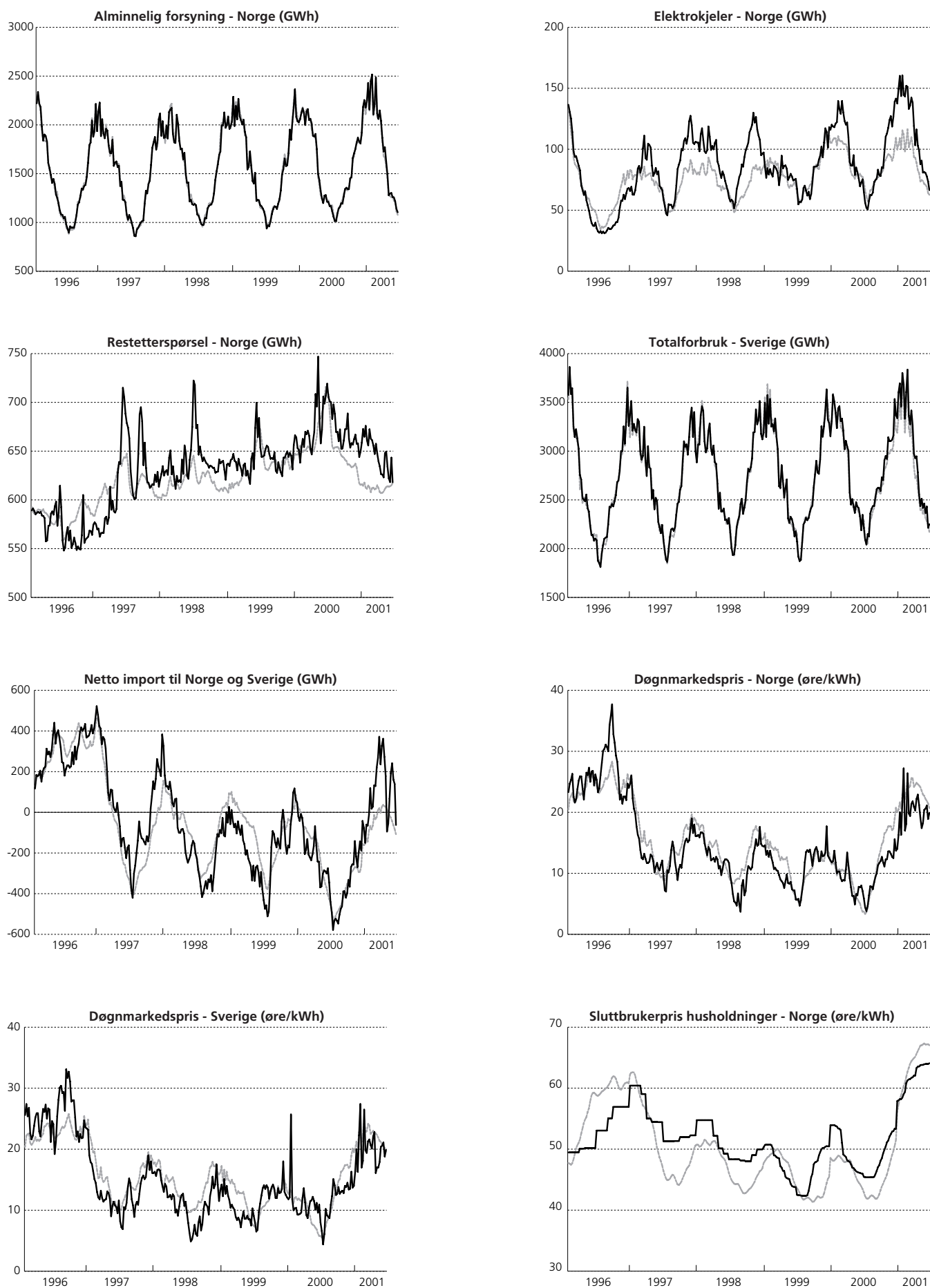
6. Avsluttende merknader

Økt effektivitet og bedret ressursutnyttelse har vært et hovedmål for dereguleringen av kraftmarkedene. Konkurransen og markedsbestemte priser har vært viktige virkemidler for å nå målet. Dersom forbruket ikke reagerer på prisendringer, vil varierende krafttilgang kunne gi store prisvariasjoner. Produksjonskapasiteten som trengs for å dekke etterspørselen i kalde og/eller tørre perioder vil da måtte være større enn om forbruket dempes som følge av høye priser. Problemer knyt-

Figur 2. Endring i nettoimporten av elektrisitet til Norge og Sverige som følge av at døgnmærkedsprisen øker fra 20 til 22 øre/kWh fra uke 0 til 1. GWh



Figur 3. Faktiske (heltrukket linje) og simulerte verdier (stiplet linje) for modellens endogene variable



tet til bruk av markedsrett øker også når etterspørrelsen ikke reagerer på prisendringer. I California har myndighetsregulerte sluttbrukerpriser hindret høye engrospriser å nå frem til forbrukerne, og det har ikke vært noe å hente gjennom redusert forbruk i knapphetsperiodene.

Våre resultater for Norge og Sverige viser at forbruket reagerer på prisendringer. Priselastisitetene vi finner er imidlertid små, slik at prisene må øke mye før forbruket reduseres vesentlig. Likevel er prisfølsomheten viktig, da det ofte vil være tilstrekkelig med relativt små forbruksreduksjoner for å avhjelpe en knapphets-situasjon.

Vi finner vesentlig lavere grad av prisfølsomhet i Sverige enn i Norge. Det kan skyldes at Sverige deregulerte 5 år senere enn Norge. Svenske forbrukere har derfor ikke hatt like lang tid til å orientere seg i kraftmarkedet som norske etterspørrere.

De siste årene har det vært økende fokus på kraftprisene. Høye priser i perioder med stor knapphet innebærer at det er mye å spare på redusert forbruk. Kraftleverandørene vil etter hvert se at det ligger en fortjenestemulighet i å ha bedre kontroll med sine kunders forbruk. Frigjort forbruk som kan selges tilbake til markedet vil i enkelte perioder ha høy verdi. Introduksjon av kontrakter som stimulerer forbrukets fleksibilitet vil dempe prisutslagene i knapphets-situasjonene. Vi venter også at nye tekniske innretninger som muliggjør hyppigere måling og prisinformasjon, vil bidra til økende fleksibilitet i kraftforbruket fremover.

Referanser

Johnsen, T.A. og C. Lindh (2001): How does electricity demand respond to changing electricity prices? Kommer som Discussion Paper fra Statistisk sentralbyrå.

Hjemmesider:

Nord Pool ASA <http://www.nordpool.no>

Statistisk sentralbyrå Norge <http://www.ssb.no>

Statistiska centralbyrån Sverige <http://www.scb.se>

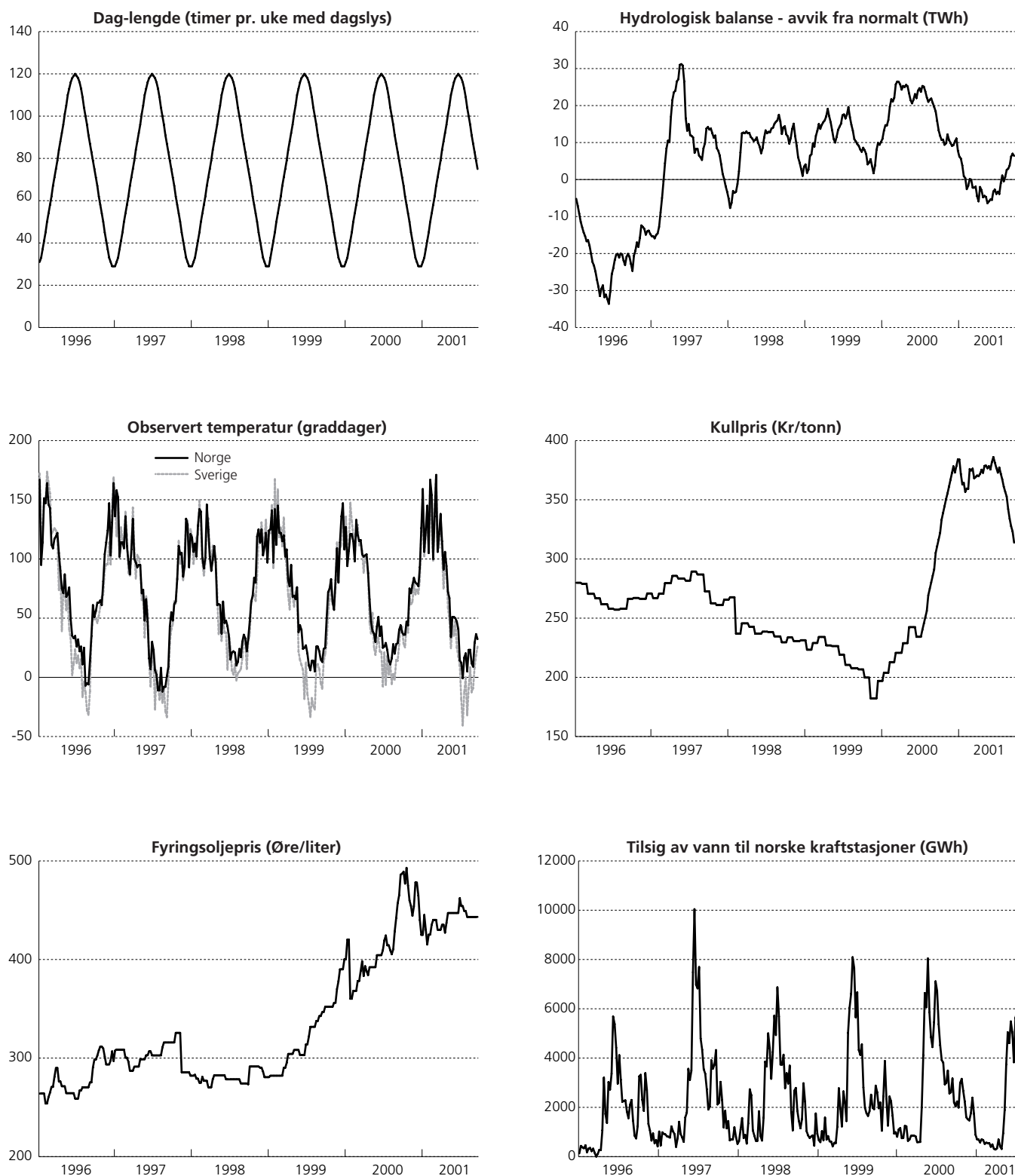
Statnett SF <http://www.statnett.no>

Svenska Kraftnät <http://www.svk.se>

Svensk Energi, <http://www.svenskenergi.se>

Vedlegg

Figur V1. Utviklingen i modellens forklaringsvariable (eksogene variable) 1996:1 - 2001:26



Tabell V1. Estimeringsresultater. Estimerte standardavvik i parentes under estimatene**Elektrisitetsetterspørsel:**

Norge:

- Alminnelig forsyning:

$$\begin{aligned} \Delta \log(D_{1N}) = & 4,8 - 0,03\Delta \log(P) - 0,016\Delta \log(P)_{-1} - 0,12[\Delta \log(PE)_{-1} + \Delta \log(PE)_{-2}] - 0,07\log(PE)_{-4} + \\ & (0,2) \quad (0,015) \quad (0,01) \quad (0,07) \quad (0,02) \\ & 0,00023\log(y)_{-1} - 0,65\log(D_{1N})_{-1} + 0,017t + \text{temperatur, daglengde, feriedummier} \\ & (0,00016) \quad (0,03) \quad (0,001) \end{aligned}$$

- Elektrokjeler:

$$\begin{aligned} \Delta \log(D_{2N}) = & -0,7 - 0,09\Delta \log(P)_{-1} - 0,05\Delta \log(P)_{-2} - 0,04 \log(P)_{-3} + \\ & (0,2) \quad (0,03) \quad (0,03) \quad (0,01) \\ & 0,16\log(pf)_{-3} + 0,21\Delta \log(y) + 0,13\log(y)_{-1} - 0,18\log(D_{2N})_{-1} + \text{temperatur, feriedummier} \\ & (0,03) \quad (0,04) \quad (0,04) \quad (0,02) \end{aligned}$$

- Restetterspørsel:

$$\begin{aligned} \Delta \log(D_{3N}) = & 1,3 - 0,07\Delta \log(P) - 0,03\Delta \log(P)_{-1} - 0,02\Delta \log(P)_{-2} - 0,02 \log(P)_{-3} + \\ & (0,2) \quad (0,014) \quad (0,01) \quad (0,01) \quad (0,005) \\ & 0,03\log(pf)_{-1} + 0,03\log(y)_{-1} - 0,24\log(D_{3N})_{-1} + \text{feriedummier} \\ & (0,009) \quad (0,015) \quad (0,04) \end{aligned}$$

Sverige:

- Totalt forbruk:

$$\begin{aligned} \Delta \log(D_S) = & 5,6 - 0,03\Delta \log(PS)_{-1} - 0,015\log(PS)_{-4} + \\ & (0,3) \quad (0,01) \quad (0,006) \\ & 0,05\log(y)_{-1} - 0,74\log(D_S)_{-1} + 0,009t + \text{temperatur, daglengde, feriedummier} \\ & (0,02) \quad (0,04) \quad (0,001) \end{aligned}$$

Elektrisitetstilbud:

$$\begin{aligned} \Delta P = & 8,9\Delta \log(S) + 0,3\log(S)_{-1} + 0,007q_{-1} - 0,0002(1-d_{\text{vinter}}) \text{tilsig} - 0,24P_{-1} + \text{temperatur} + \\ & (2,0) \quad (0,07) \quad (0,002) \quad (0,00005) \quad (0,03) \\ & \text{hvis hydr} > 0 \quad \text{så} \quad -0,08 \Delta \text{hydr} + [-0,08 + 0,03d_{\text{vinter}}] \text{hydr}_{-1} \\ & \quad (0,01) \quad (0,01) \quad (0,01) \\ & \text{ellers} \quad [-0,31 + 0,31d_{\text{vinter}}] \Delta \text{hydr} + [-0,1 + 0,05d_{\text{vinter}}] \text{hydr}_{-1} \\ & \quad (0,09) \quad (0,09) \quad (0,01) \quad (0,01) \end{aligned}$$

Elektrisitetimport til Norge + Sverige:

$$\begin{aligned} \Delta X = & 20,7\Delta P + 6,6 P_{-1} - 0,4q_{-1} - 0,14X_{-1} + \text{feriedummier} \\ & (3,3) \quad (1,1) \quad (0,07) \quad (0,02) \end{aligned}$$

Elektrisitetspriser:

- Døgnmarkedspris, Sverige:

$$\begin{aligned} PS = & 5,8 + 0,8P + 0,055 [D_S^2/100000] \\ & (2,7) \quad (0,03) \quad (0,035) \end{aligned}$$

Sluttbrukerpris til husholdninger, Norge:

$$\begin{aligned} PE = & [0,49P^*_{1-4} + 0,24P^*_{8-11} + 0,36P^*_{16-19} + \text{nettleie} + \text{elektrisitetsavgift}] * \text{merverdiavgift} \\ & (0,06) \quad (0,08) \quad (0,06) \end{aligned}$$

Symbolforklaring

Standardavvikene til parametrene står i parentes under hvert estimat. R^2 er den multiple korrelasjonskoeffisienten. Mange av variablene er målt på tilvekstform, dvs. $\Delta x_t = x_t - x_{t-1}$. Små bokstaver betegner eksogene variabler, mens store bokstaver betegner endogene variabler.

 D_{1N} Alminnelig forsyning - Norge (GWh) D_{2N} Elektrokjeler - Norge (GWh) D_{3N} Restetterspørsel (Kraftintensiv industri, forbruk i kraftstasjonene og pumpekraft - Norge (GWh) D_S Totalt Forbruk - Sverige (GWh)

hydr Hydrologisk balanse - avvik fra normalt (TWh)

 P Døgnmarkedspris - Norge (Øre/KWh) P^*_{i-j} Fire ukers gjennomsnitt av døgnmarkedsprisen, dvs. $1/4(P_{t+j+1} + \dots + P_{t+j+4})$

PE: Sluttbrukerpris husholdninger (Øre/kWh)

pf Fyringsoljepris (Øre/liter)

PS Døgnmarkedspris - Sverige (Øre/kWh)

 S Samlet kraftproduksjon i Norge og Sverige ($D_1 + D_{2N} + D_{3N} + D_S = S + X$) (GWh) q Kullpris (kr/tonn) X Netto import til Norge og Sverige (GWh) y_N Produksjonsindeks - Norge y_S Produksjonsindeks - Sverige